

INFORMES DE CADENAS DE VALOR

Julio 2018



Hidrocarburos

AUTORIDADES

MINISTRO DE HACIENDA

Lic. Nicolás Dujovne

SECRETARIO DE POLÍTICA ECONÓMICA

Dr. Guido Martín Sandleris

SUBSECRETARIO DE PROGRAMACIÓN MICROECONÓMICA

Dr. Mariano Tappatá

DIRECTOR NACIONAL DE ANÁLISIS MICROECONÓMICO

Lic. Juan Emilio Zabala Suárez

DIRECTORA DE INFORMACIÓN Y ANÁLISIS SECTORIAL

Lic. María Victoria Anauati

DIRECTORA DE INFORMACIÓN Y ANÁLISIS REGIONAL

Lic. Estefanía Lotitto

ANALISTAS RESPONSABLES

Lic. Hernán Costa Vila y Lic. Joaquín Rodríguez

Este informe tiene por objeto una descripción analítica y estructural de la cadena de los hidrocarburos. Se consideran temáticas como: la configuración de relaciones económicas; su contexto internacional y tendencias; proceso productivo y su evolución; la localización territorial; la incidencia de las políticas públicas; entre otros aspectos de relevancia.

Publicación propiedad del Ministerio de Hacienda de la Nación. Registro DNDA en trámite. *Hipólito Yrigoyen 250 Piso 8° (C1086 AAB) Ciudad Autónoma de Buenos Aires – República Argentina. Tel: (54 11) 4349-5945 y 5918. Correo electrónico: sspmicro@mecon.gov.ar URL: <https://www.argentina.gob.ar/hacienda>*



RESUMEN EJECUTIVO

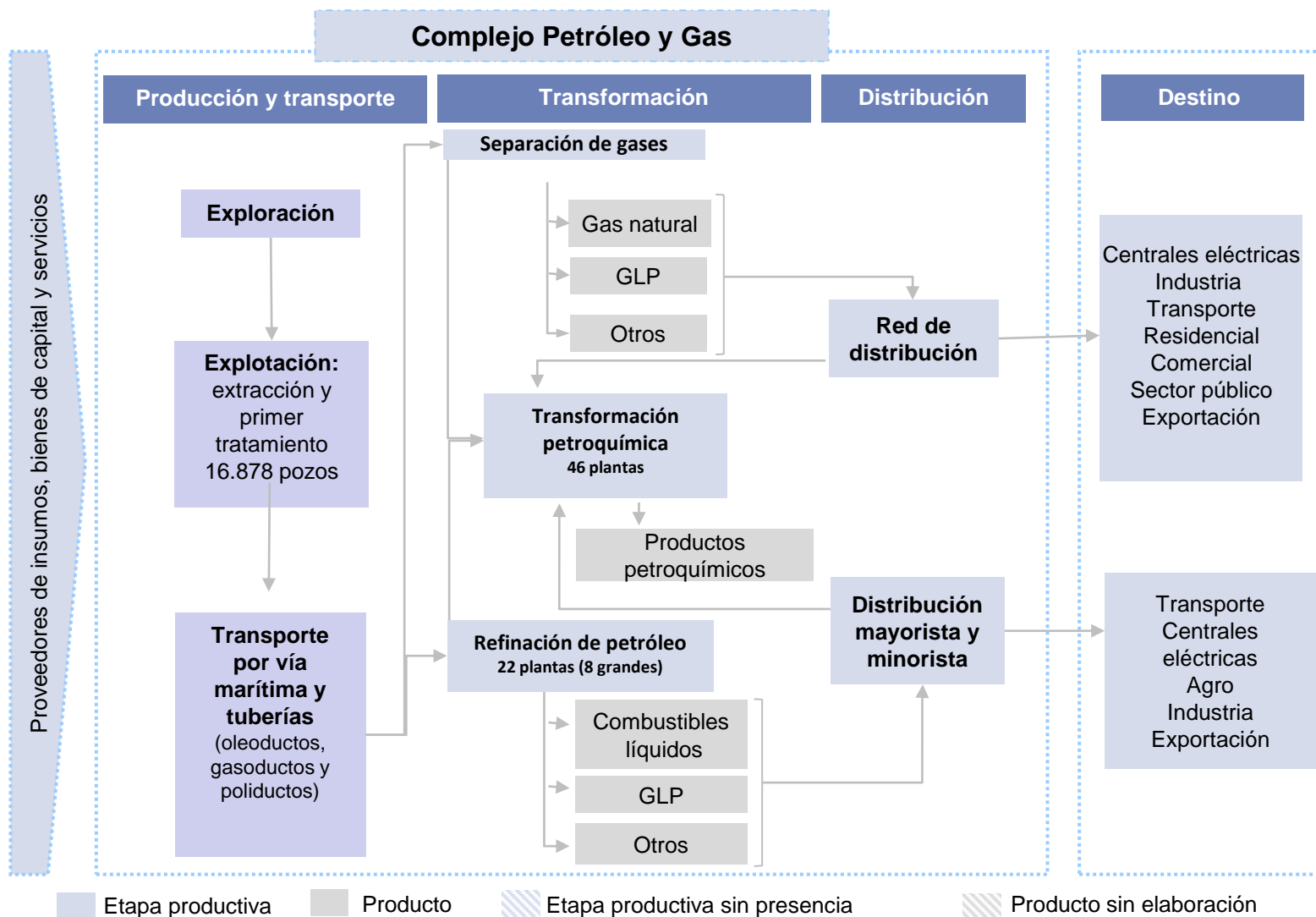
- Elevada concentración en los eslabones upstream y downstream.
- Comienza a recuperarse el precio internacional del crudo luego de la fuerte caída del 2015.
- El porcentaje de inversión local en no convencional sobre el total de la inversión crece por lo menos desde el 2012. En cuanto a la producción de petróleo y gas se observa una explotación a dos velocidades: el no convencional crece y compensa la caída del convencional.
- A pesar de presentar costos superiores a los observados en la actividad convencional, se lograron grandes avances en la productividad del no convencional: creció la longitud promedio y el número de fracturas por pozo. La firma líder (YPF) en el desarrollo no convencional local ha logrado disminuir los costos de perforación en más de 50% en los últimos dos años.
- Luego de dos años de contracción se observan signos de reactivación en la actividad: si bien el empleo cae, la cantidad de equipos de perforación y la perforación de metros y pozos crece.
- El consumo interno de combustibles líquidos sigue creciendo: en el primer cuatrimestre de 2018 se expandió 6% i.a.
- Los requerimientos gasíferos determinan, en gran medida, el saldo comercial. Si bien los menores precios internacionales aplacaron las importaciones desde 2015, actualmente están volviendo a crecer. Por otro lado, la menor producción local incidió en los saldos exportables hasta 2016.



INDICADOR		VALOR	Var. i.a.	PERÍODO	Fuente
PRODUCCIÓN Gas Natural (Millones m³)					
Total País		15.130	3,8%	Enero - Abril 2018	MINEM
Provincias	Part. %				
Chubut	7,4%	1.121	-0,6%	Enero - Abril 2018	MINEM
Neuquén	50,6%	7.660	6,0%	Enero - Abril 2018	MINEM
Santa Cruz	8,3%	1.249	3,2%	Enero - Abril 2018	MINEM
Tierra del Fuego (mayoría off shore)	9,2%	1.386	0,4%	Enero - Abril 2018	MINEM
Estado Nac. (off shore)	10,9%	1.649	14,4%	Enero - Abril 2018	MINEM
Resto	13,7%	2.066	-5,8%	Enero - Abril 2018	MINEM
PRODUCCIÓN Petróleo (Miles m³)					
Total País		9.237	0,7%	Enero - Abril 2018	MINEM
Provincias	Part. %				
Chubut	30,4%	2.806	4,7%	Enero - Abril 2018	MINEM
Mendoza	15,6%	1.437	1,4%	Enero - Abril 2018	MINEM
Neuquén	21,2%	1.958	6,3%	Enero - Abril 2018	MINEM
Santa Cruz	19,2%	1.770	-8,4%	Enero - Abril 2018	MINEM
Resto	13,7%	1.265	-2,2%	Enero - Abril 2018	MINEM
EXPORTACIONES (Millones U\$S)					
Petróleo Crudo		575	-23,2%	2017	INDEC
Combustibles		280	16,6%	2017	INDEC
GLP		378	43,7%	2017	INDEC
Gas Natural		27	-30,7%	2017	INDEC
IMPORTACIONES (Millones U\$S)					
Petróleo Crudo		455	63,3%	2017	INDEC
Gas Natural		2.231	17,7%	2017	INDEC
Combustibles		1.795	5,9%	2017	INDEC



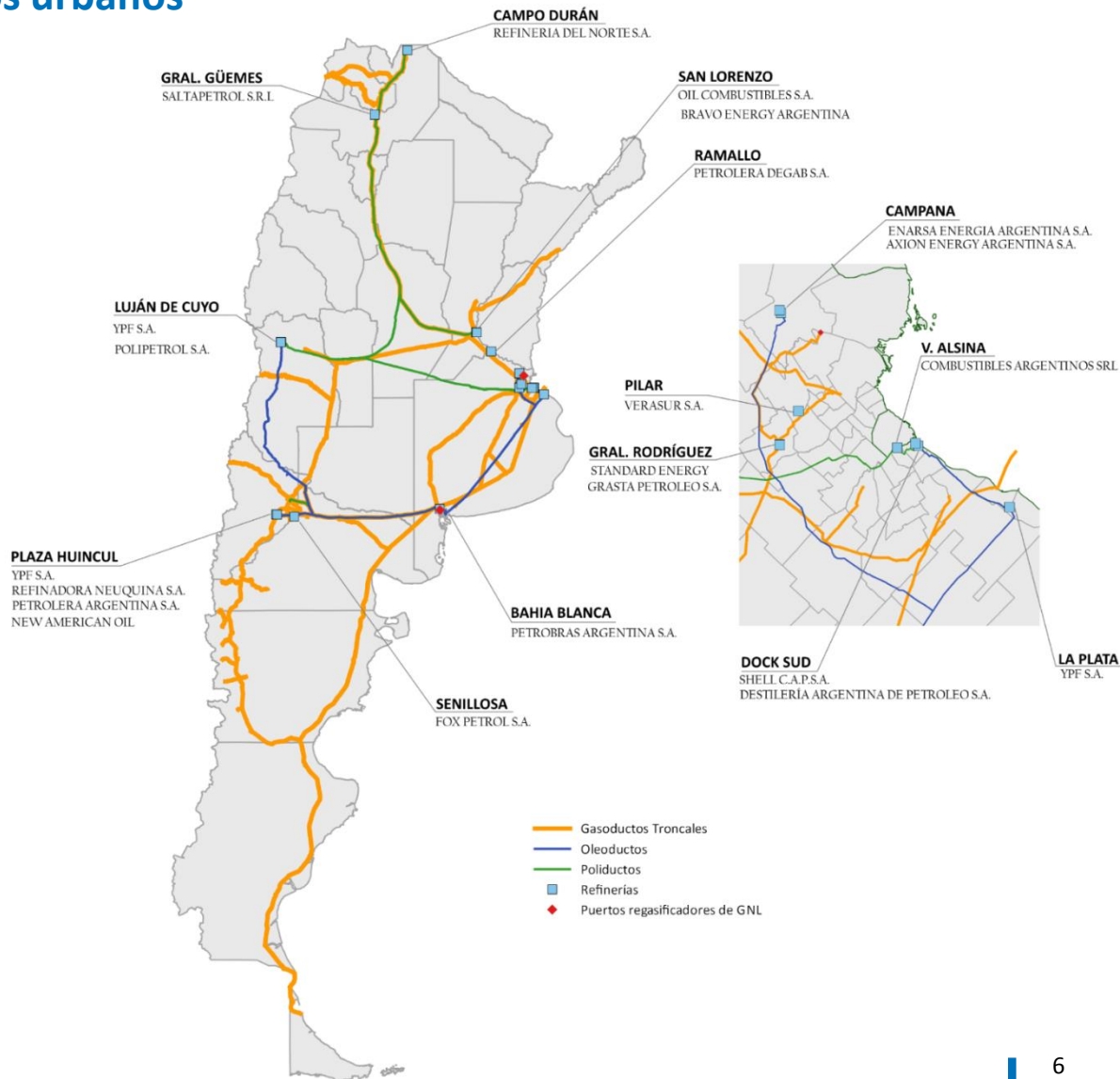
Cadena de Valor





Tanto la red de ductos como la capacidad de refinación se ha desarrollado en línea con los grandes centros urbanos

- En 2017 se encuentran instalados 15.989 kilómetros de cañerías en el sistema de transporte de gas natural. Se observa un incremento de 17% frente a 2007.
- En la provincia de Buenos Aires se concentra más del 60% de la capacidad de refinación de combustibles líquidos del país.
- Los puertos de regasificación de GNL se localizan en la localidad de Bahía Blanca y en el partido de Escobar.

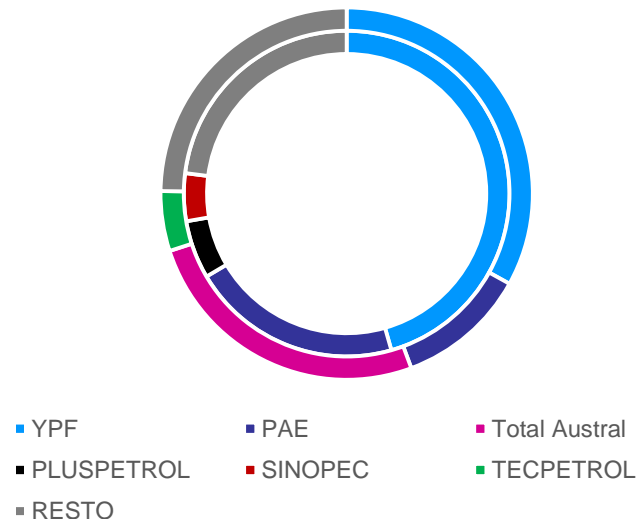




Elevada concentración en la producción gasífera y petrolera

- Si bien las áreas hidrocarburíferas pueden contar con solo un operador, es normal observar joint ventures entre distintas firmas al momento de desarrollar nuevas explotaciones.
- YPF: la firma de mayor presencia en la producción de ambos hidrocarburos, extrae 40% de su crudo y 7% del gas natural de la cuenca Golfo de San Jorge, y 50% y 93% de estos fluidos de la cuenca Neuquina.
- Pan American Energy: segunda firma en importancia en producción de crudo, extrae 96% y 60% del petróleo y gas natural desde la cuenca Golfo de San Jorge.
- Total Austral: segunda firma en importancia en producción de gas natural, extrae 66% de este fluido desde la cuenca Austral (off shore), y el restante desde la cuenca Neuquina.

Gráfico 1. Distribución Producción por principales firmas
Anillo interior petróleo – anillo exterior gas natural



- Tecpetrol: incrementó rápidamente su relevancia, al elevar su participación en la producción gasífera del 3% en 2017, al 5% en los primeros cuatro meses de 2018. El 50% del gas extraído proviene del yacimiento Fortín de Piedra. Esta explotación de shale gas incrementó 250% su producción entre los meses de enero y abril de 2018.

**Hidrocarburos: Estructura de Mercado - Eslabón Upstream**

	Petróleo						Gas					
	2015 (m ³)	%	2017 (m ³)	%	2018* (m ³)	%	2015 (miles m ³)	%	2017 (miles m ³)	%	2018* (miles m ³)	%
YPF	13.481.096	44%	12.938.296	46%	4.345.385	47%	14.258.237	33%	16.385.508	37%	5.532.297	37%
PAE	6.034.096	20%	5.644.641	20%	1.932.858	21%	5.521.871	13%	5.497.748	12%	1.710.365	11%
PLUSPETROL	2.024.069	7%	1.719.728	6%	534.012	6%	1.150.551	3%	1.099.275	2%	356.853	2%
SINOPEC	1.669.606	5%	1.459.749	5%	437.439	5%	760.175	2%	753.591	2%	221.336	1%
TECPETROL	1.071.180	3%	707.502	3%	226.236	2%	1.289.718	3%	1.537.651	3%	787.377	5%
CHEVRON	955.843	3%	511.680	2%	120.684	1%	232.976	1%	198.652	0%	38.978	0%
PETROBRAS	908.802	3%	415.727	1%	97.163	1%	2.658.629	6%	1.667.238	4%	582.446	4%
P. ENTRE LOMAS	680.489	2%	506.048	2%	173.415	2%	511.945	1%	513.963	1%	188.272	1%
CAPSA	649.194	2%	655.637	2%	227.095	2%	36.025	0%	42.772	0%	14.808	0%
TOTAL A.	550.930	2%	489.810	2%	156.508	2%	11.138.114	26%	11.907.555	27%	3.882.488	26%
RESTO	2.872.312	9%	2.778.283	10%	986.349	11%	5.347.293	12%	5.008.455	11%	1.814.753	12%

Índice Conc. HHI

Mdo. Concentrado
HHI=2.323Mdo. Altamente
Concentrado
HHI=2.549Mdo. Altamente
Concentrado
HHI= 2.603Mdo. Concentrado
HHI=1.851Mdo. Concentrado
HHI= 2.058Mdo. Concentrado
HHI=1.963* Acumulado enero - abril
Fuente: SSPMICRO con base a MINEM.



Gran concentración y una elevada utilización de la capacidad de refinación

- Existe una elevada integración vertical en los diferentes eslabones. Se destaca la presencia de YPF, firma de mayor presencia en toda la cadena.
- Presenta características de un mercado altamente concentrado ($HHI_{2018} = 3.573$).
- La mayor capacidad de refinación se localiza próxima a los grandes centros urbanos. Utilizándose en promedio el 82% de la misma en 2017, y 81% en el primer trimestre de 2018.

Gráfico 2. Principales firmas – Refinación de combustibles 2018

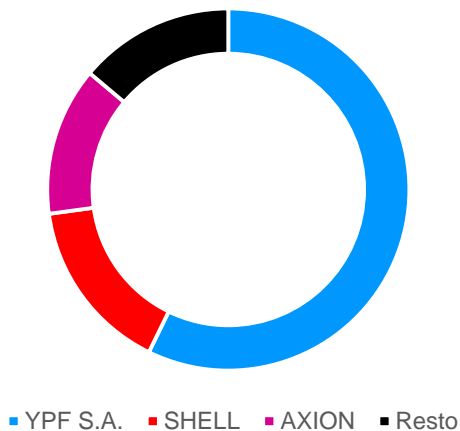
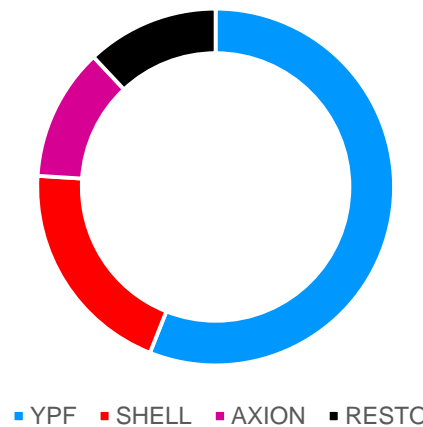


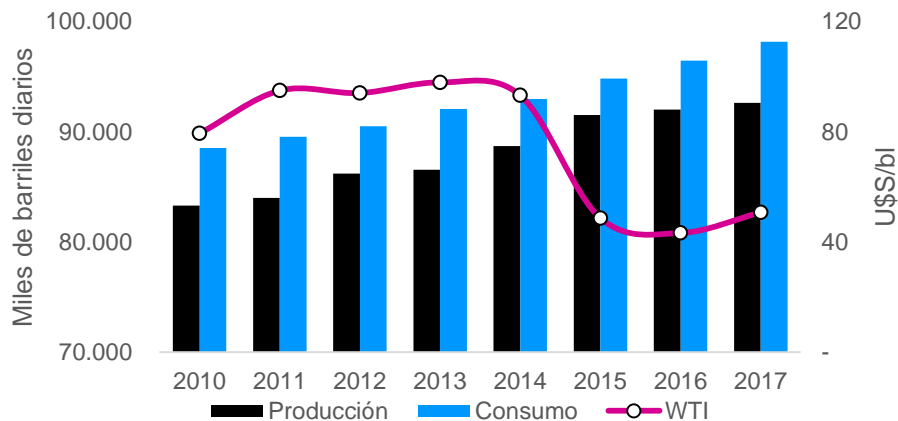
Gráfico 3. Principales firmas – Ventas de combustibles en EESS 2018





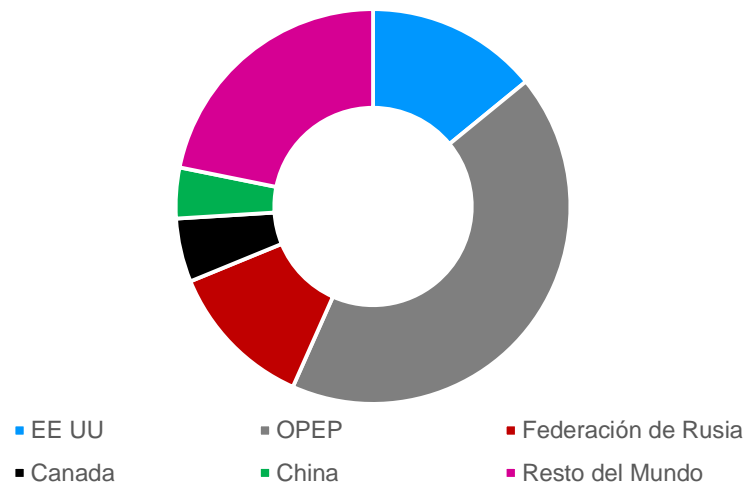
Recuperación del precio internacional

Gráfico 4. Producción y consumo mundial de crudo



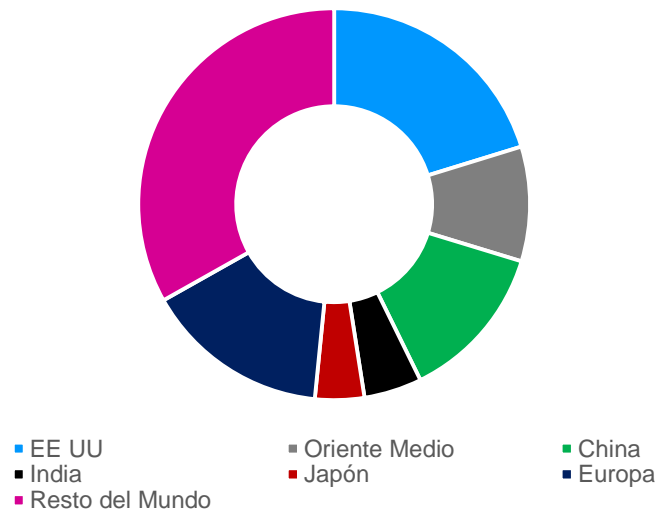
- En 2017 se observa un alza en el precio internacional del crudo (Var. i.a. 17%), luego de la fuerte caída de 2015 (Var. i.a. -48%). En el primer semestre de 2018 la Var. i.a. fue de 30%, ubicándose, en promedio, en 65 U\$S/bl.
- El menor precio internacional, desde 2015, fue acompañado por estancamientos en los volúmenes producidos, y un mayor dinamismo en su consumo.
- Se mantiene una gran concentración geográfica en la producción y consumo de crudo. La OPEP opera con volúmenes de producción similares desde 2012.

Gráfico 5. Participación de producción mundial petróleo, 2017



Fuente: SSPMICRO con base a British Petroleum

Gráfico 6. Participación de consumo mundial petróleo, 2017





Explotación en dos velocidades: no convencional vs. convencional

- En 2017 el sector explicó 3,5% del Valor Agregado Bruto nacional, alcanzando los 308 mil millones de pesos.
- En el primer cuatrimestre de 2018 se observa una recuperación de 3,7% en la producción gasífera y de 0,7% en la producción de petróleo en términos físicos.
- La producción de gas no convencional se incrementó un 28%, frente a la caída del convencional del 5%. El gas no convencional explica el 32% del gas natural total.
- La producción de petróleo no convencional creció 35%, conteniendo la caída de 2% convencional. El no convencional explica el 11% del total.
- El precio del crudo local se encuentra liberado desde octubre de 2017, al suspenderse el “Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina” (Ver Anexo).

Gráfico 7. Producción de gas natural en Argentina

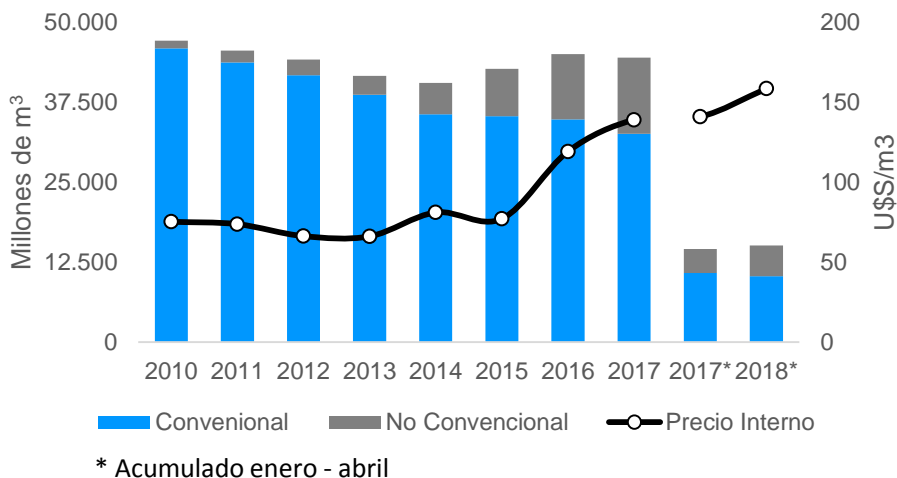
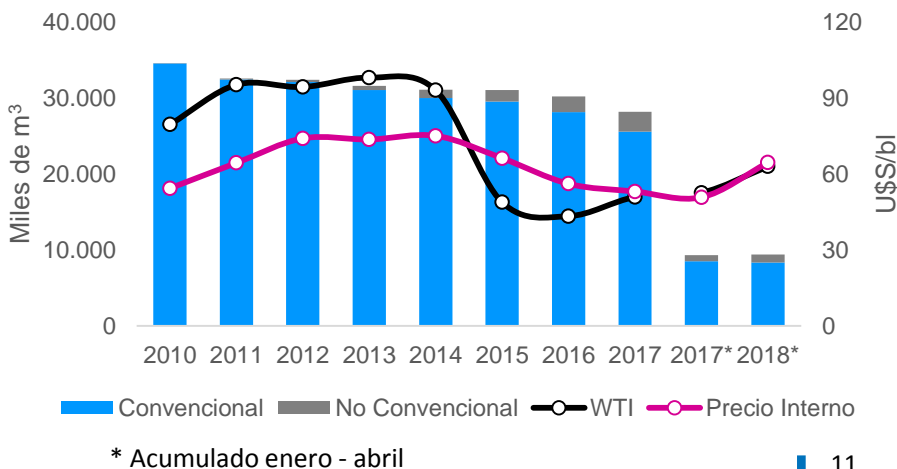


Gráfico 8. Producción de petróleo en Argentina





Mayor crecimiento en cuencas con nuevos desarrollos

- Cuenca Neuquina: El 60% del gas natural y el 41% del crudo provienen de esta cuenca. Se revierte la tendencia negativa en la producción gasífera a partir del desarrollo no convencional en 2014. En los primeros 4 meses de 2018 la producción creció 5%, mientras que la extracción de crudo creció 3%, impulsado por el desarrollo de shale oil.
- Cuenca Golfo de San Jorge: Es la principal cuenca petrolera, con 48% del crudo nacional. La producción se mantuvo estable en el primer cuatrimestre de 2018. En lo que refiere al gas, el 11% del total nacional se obtiene de esta cuenca, y cayó 6% en términos interanuales en el primer cuatrimestre.
- Cuenca Austral: Explica el 25% del gas nacional. En los primeros cuatro meses de 2018 incrementó su producción de gas natural 10%.

Gráfico 9. Producción de gas natural Argentina por cuenca

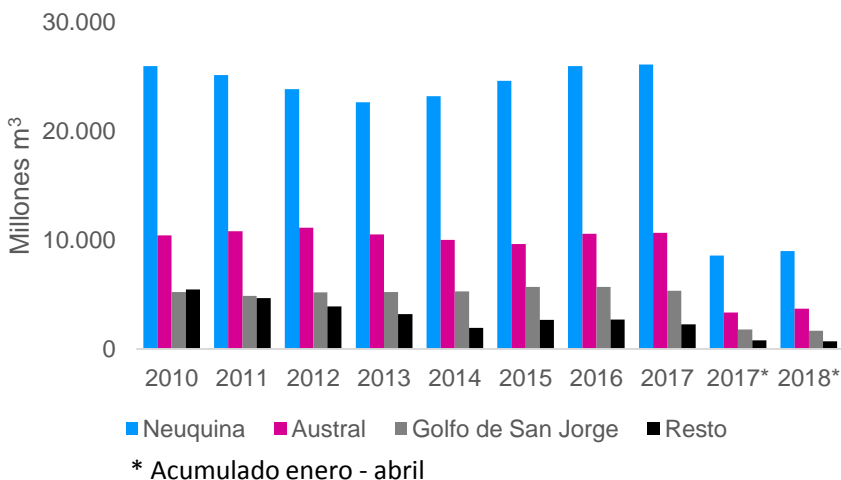
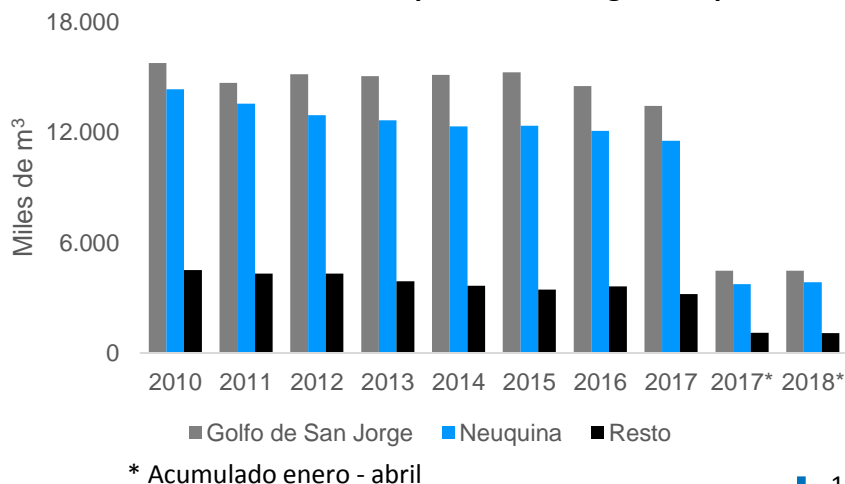


Gráfico 10. Producción de petróleo en Argentina por cuenca

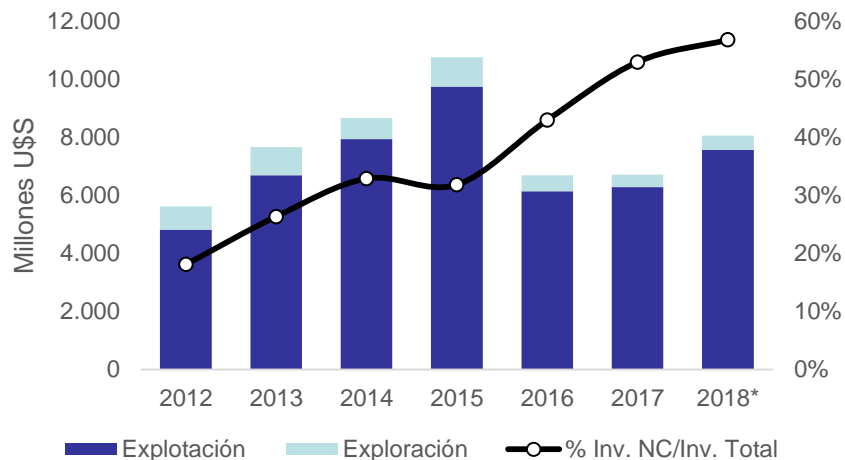




○ Inversión: preferencia por no convencional

- La inversión en explotación y exploración en 2017 fue de US\$ 6.700 millones, comprometiéndose para 2018 US\$ 8.000 millones.
- Los desarrollos no convencionales continúan ganando en importancia, sin apreciarse grandes esfuerzos en exploración.
- YPF explicó 36% del total invertido en 2017, proporción que se elevaría a 40% en 2018. El 60% se destina a la explotación no convencional en diversos yacimientos (todos ellos en la cuenca neuquina).
- En menor importancia le siguen PAE con 15%, principalmente Cerro Dragón (C), Total Austral con 9%, destacando Aguada Pichana Este (NC), y Tecpetrol con 9%, principalmente Fortín de Piedra (NC).

Gráfico 11. Inversiones en Argentina en millones de US\$ y en porcentaje de no convencional sobre el total



* Inversiones previstas según DDJJ, Res. 2057

Gráfico 12. Inversiones ejecutadas, 2017



■ YPF S.A. ■ PAE
 ■ TECPETROL S.A. ■ TOTAL AUSTRAL S.A.
 ■ RESTO

Gráfico 13. Inversiones previstas, 2018



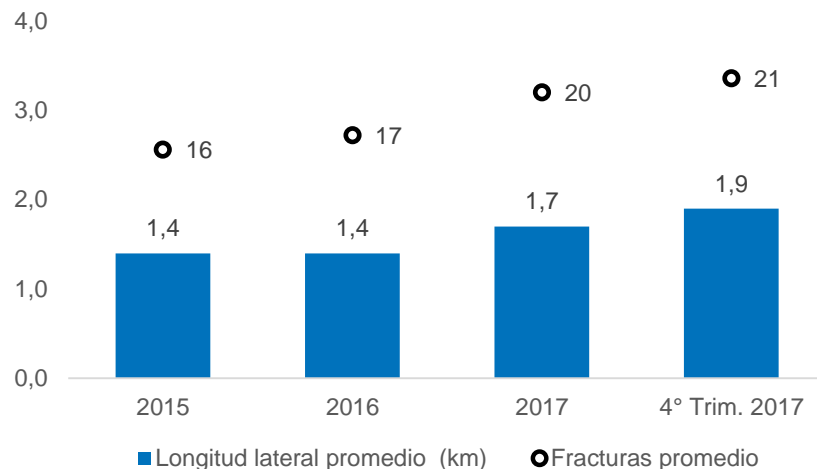
■ YPF S.A.
 ■ PAE
 ■ TECPETROL S.A.
 ■ TOTAL AUSTRAL S.A.
 ■ RESTO



Mejoras en la productividad no convencional

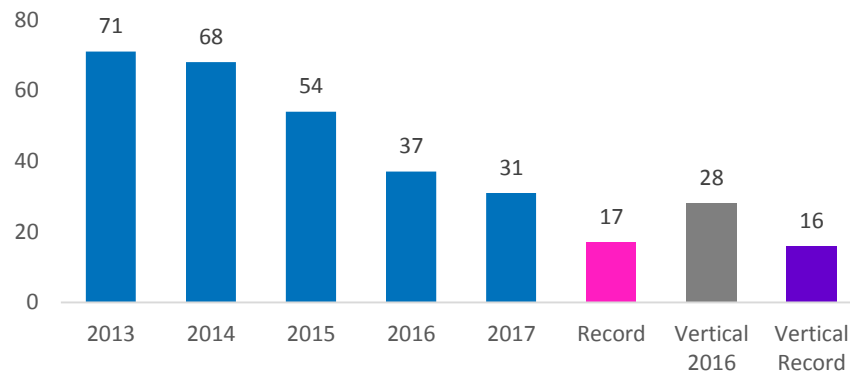
- El menor riesgo de los desarrollos no convencionales atrajo el interés del sector, captando progresivamente mayores inversiones.
- A pesar de presentar costos superiores a los observados en la actividad convencional, se lograron grandes avances en la productividad. Específicamente, creció la longitud promedio y el número de fracturas por pozo.
- Entre 2014 y 2016, la estimación de recuperación final (EUR) por pozo se elevó de 455.000 barriles de crudo a 570.000.
- Se mejoraron los tiempos de perforación un 50%, ascendiendo de 393 pies cúbicos/día a 578.
- El costo de perforación de un pozo horizontal de 17 fracturas cayó de US\$ 15 millones a US\$ 8,2 millones. De todos modos, el costo aún duplica los valores observados en Estados Unidos.
- YPF logró disminuir, en Loma Campana su break even de 80 US\$/barril a valores levemente superiores a 40 US\$/Barril.

Gráfico 14. Perforación Horizontal – Loma Campana



Fuente: SSPMICRO con base presentación para inversionistas 4T17 YPF.

Gráfico 15. Tiempo de perforación de pozos horizontales en días



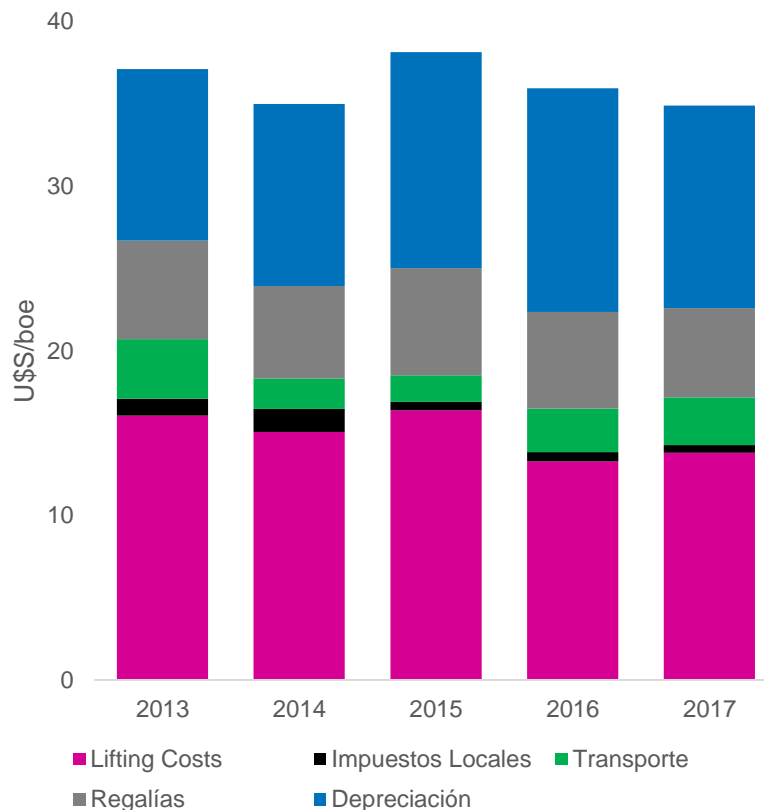
Fuente: “Vaca Muerta: Balance de siete años de desarrollo”. Giampaoli – Gagliano. Petrotecnia, agosto 2017.



Reducción en los costos en los últimos dos años

- Tomando a YPF como firma representativa, en 2017 se aprecia una caída, en dólares, de los costos de producción de gas y petróleo al contrastar frente a 2015. Destacando la reducción en Costos Directos de Producción en Campo (Lifting Cost).
- La firma ha realizado progresivamente esfuerzos en el campo no convencional, logrando importantes avances en productividad.
- Esta evolución en sus costos, en conjunto a la evolución de los precios locales, conllevó a un incremento interanual en los resultados operativos en dólares del primer trimestre de 2018 de 62%.
- Debe considerarse que los costos de extracción pueden variar entre firmas, dado que los mismos no solo dependen de la tecnología disponible, sino también de las condiciones naturales del yacimiento a desarrollar.

Gráfico 16. Costos Upstream
(extracción de petróleo y gas natural)





Mejoras en la eficiencia en perforación

- La firma líder (YPF) en el desarrollo no convencional local ha logrado disminuir los costos de perforación en más de 50% en los últimos dos años.
- Espera disminuir los costos de desarrollo al nivel observado en Estados Unidos (10 US\$/bl).
- El desarrollo de infraestructura de transporte continuará impulsando el mismo a la baja, dados los grandes volúmenes de arena requeridos.

Gráfico 17. Costos Pozo Horizontal – Loma Campana

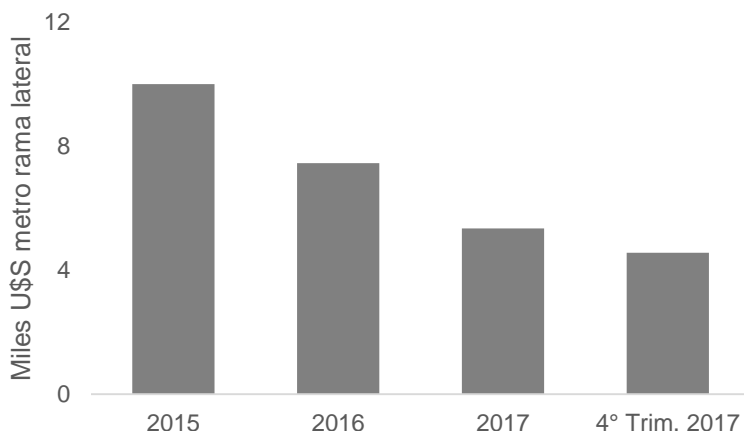


Gráfico 18. Costos Shale Gas – El Orejano

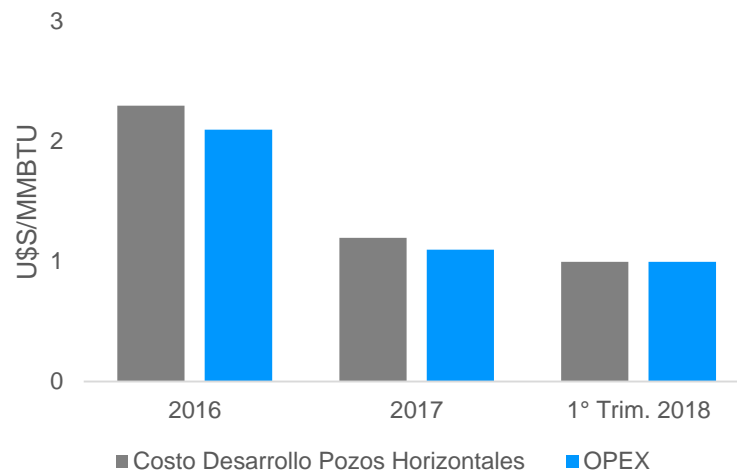
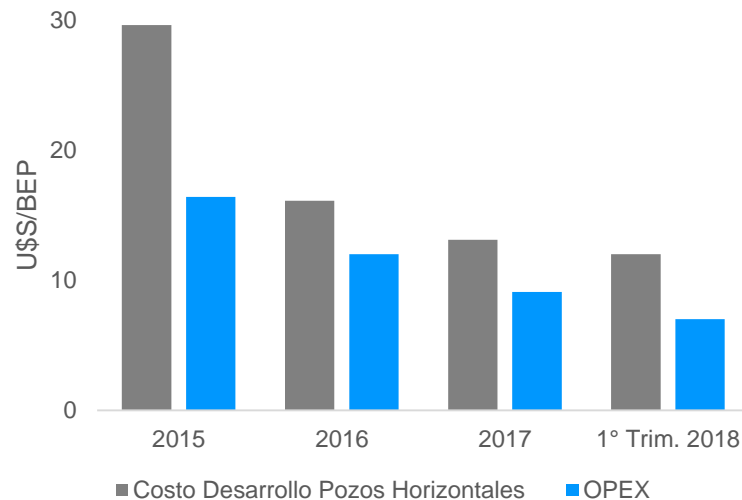


Gráfico 19. Costos Shale Oil - Loma Campana





Caída en el horizonte de reservas de gas natural y petróleo

- Gas Natural: El horizonte de reservas disminuyó al finalizar 2016 en 7,5 años. Se mantuvo el volumen de reservas de la cuenca Neuquina, pero disminuyó el de las restantes. La cuenca Austral (Var. i.a. -6%), contribuyó mayoritariamente a la contracción de 4% de los totales nacionales.
- Petróleo: El horizonte de reservas disminuyó al finalizar 2016 en 11,4 años, aún bajo un escenario de caída en la producción. Si bien todas las cuencas vieron disminuidas sus reservas, destacan, por su relevancia absoluta, la disminución de la Cuenca Golfo San Jorge (Var. i.a. -8%) y Neuquina (Var. i.a. -11%). El impacto a nivel nacional concluyó en una caída de 10%.

Gráfico 20. Reservas comprobadas de gas natural

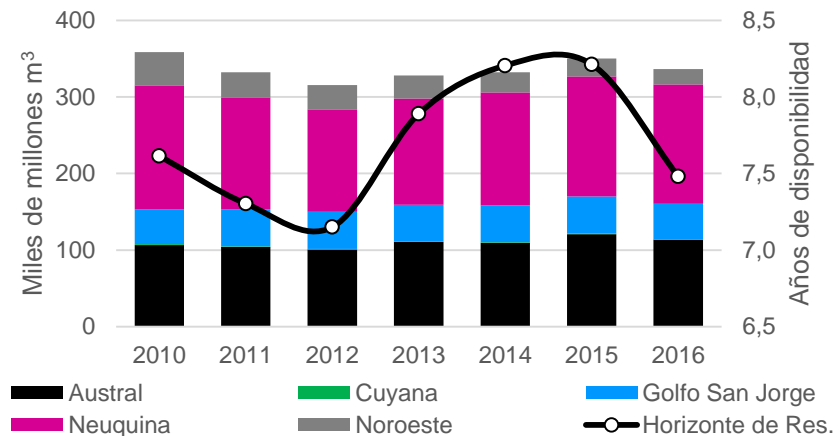
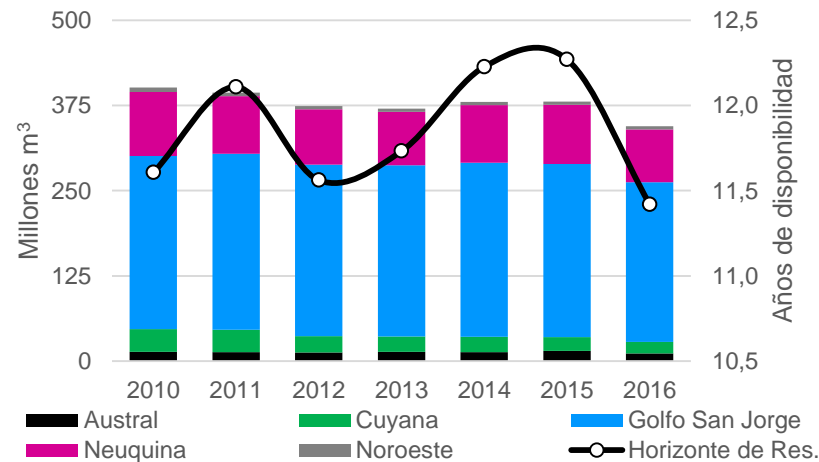


Gráfico 21. Reservas comprobadas de petróleo

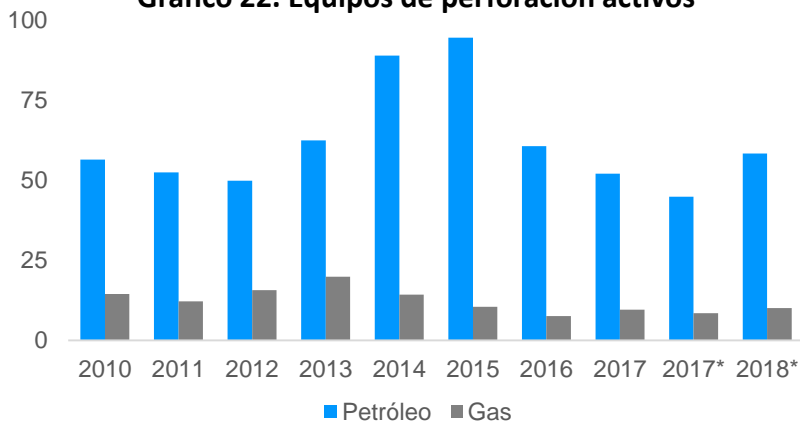




Signos de reactivación en la actividad, luego de dos años de contracción: si bien el empleo cae, la cantidad de equipos de perforación y la perforación de metros y pozos crece.

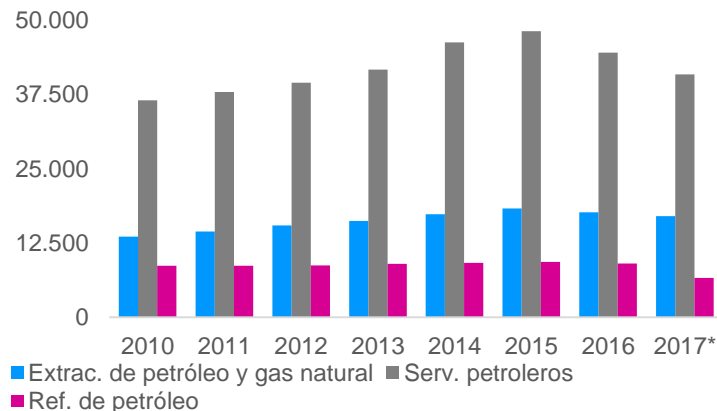
- El empleo destinado a extracción hidrocarburífera, servicios relacionados con la misma, y la fabricación de productos de la refinación de crudo, explican solo el 1% del empleo privado registrado nacional.
- En el 3er trimestre de 2017 el empleo se contrajo 9% interanualmente. La caída más pronunciada (-26%) se verifica en los servicios petroleros, actividad muy sensible al nivel general del sector.

Gráfico 22. Equipos de perforación activos



* Promedio enero - mayo

Gráfico 23. Puestos de trabajo



* Promedio al 3er trimestre 2017

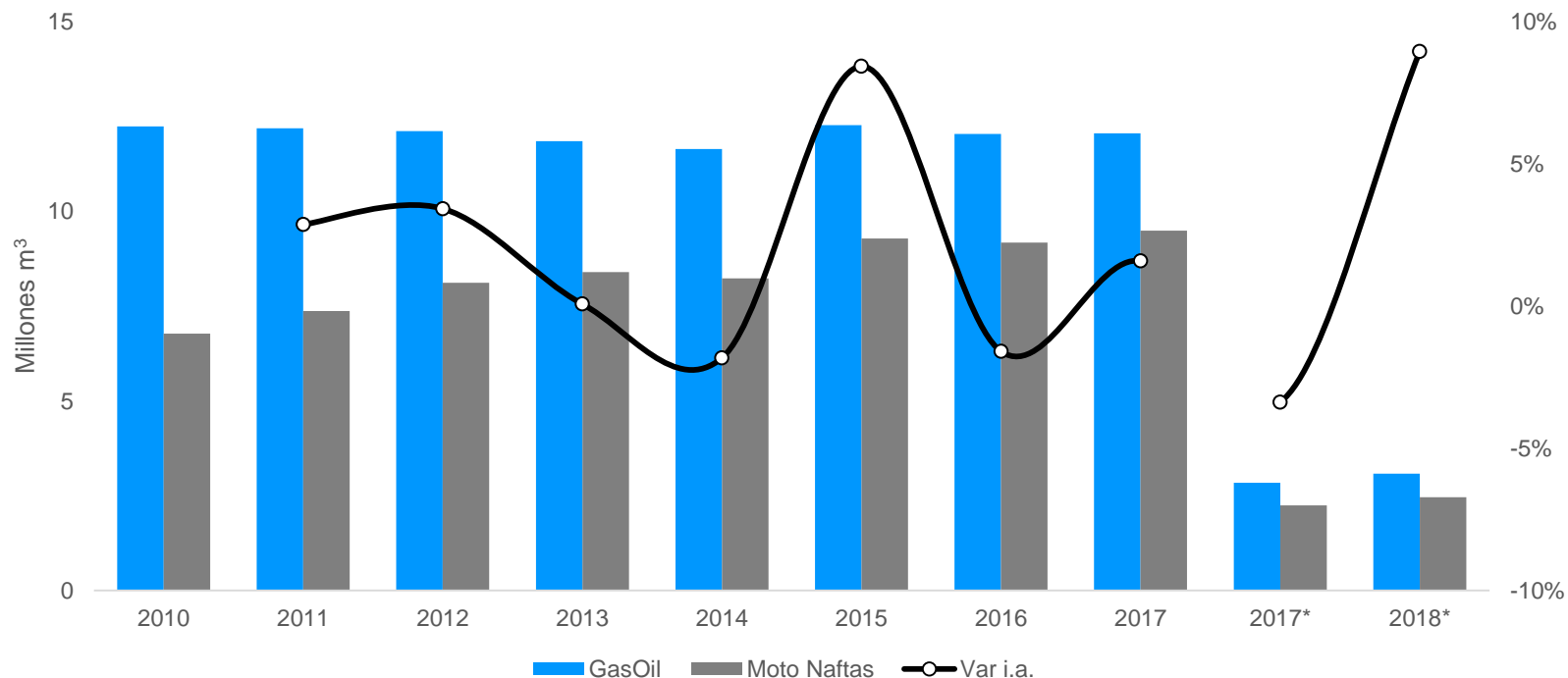
- La cantidad de equipos de perforación se ha recuperado desde mediados de 2017, estabilizándose en 2018, acompañando la evolución del precio internacional.
- En el acumulado enero – abril de 2018 se perforaron 20% y 18% más de pozos y metros, respectivamente, frente a igual periodo de 2017.



Producción de gasoil constante en la última década y crecimiento en la producción de moto naftas.

- En el primer trimestre de 2018 se incrementó la producción de gasoil y moto naftas en 8% y 10% en términos interanuales.

Gráfico 24. Producción de principales combustibles



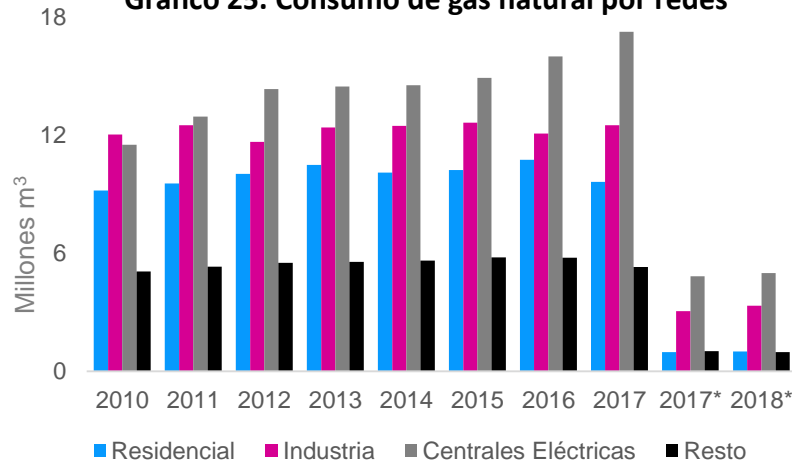
* Acumulado enero - marzo

Fuente: SSPMICRO con base a MINEM

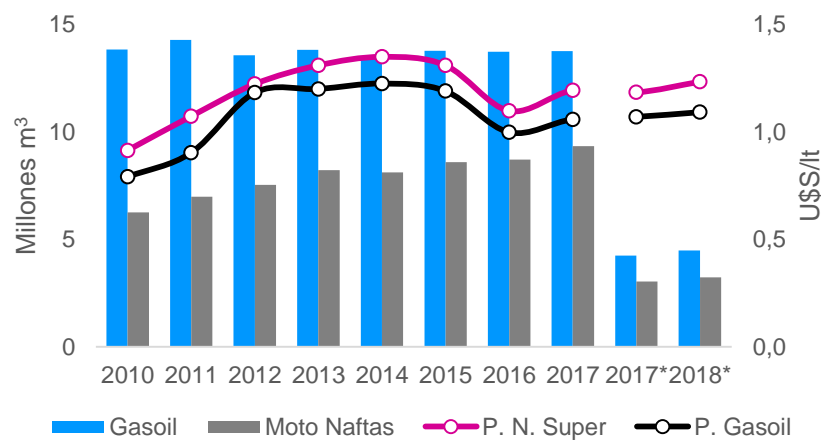


Mayor consumo de los principales combustibles

- En el primer cuatrimestre de 2018 se incrementó el consumo de combustibles líquidos 6% Var. i.a.
- El volumen total de gas natural por redes consumido en 2017 no fue significativamente distinto al de 2016. Sin embargo su composición interna varió, incrementándose 8% y 3% el consumo de Centrales Eléctricas e Industrias, y cayendo 10% el consumo residencial. Esto último podría ser explicado tanto por el efecto de mayores tarifas como por un clima inusualmente caluroso.
- En el primer trimestre de 2018 se incrementó 4,2% el consumo de gas natural, impulsado por el consumo industrial (Var. i.a. 8,8%).
- El consumo residencial y el de centrales eléctricas (Var. i.a. 3,2% ambos casos) creció en menor medida.

Gráfico 25. Consumo de gas natural por redes

* Acumulado enero - marzo

Gráfico 26. Ventas de combustibles líquidos

* Acumulado enero - abril

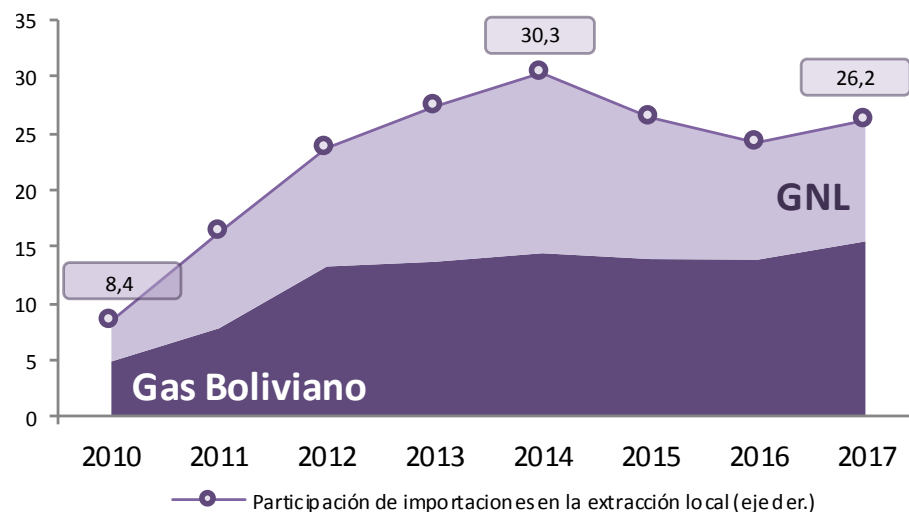


Los requerimientos gasíferos determinan, en gran medida, el saldo comercial

Gráfico 27. Exportaciones, importaciones y saldo comercial de hidrocarburos



Gráfico 28. Participación del gas natural importado en la inyección como porcentaje del total



- Entre 2010 y 2017, las importaciones de combustible requeridas para abastecer la demanda interna definieron un déficit comercial que incidió significativamente en el balance agregado. Alcanzando un pico del 16% sobre el total de importaciones en el año 2014, esta proporción ha descendido en 2017 al 8%.
- La demanda de gas natural creció significativamente en el período analizado y la inyección local se contrajo sensiblemente (-5,6%); lo que provocó un aumento sostenido de las importaciones provenientes de Bolivia y de Gas Natural Licuado.
- Durante 2015 y 2016 el déficit se redujo principalmente a raíz de la caída de los precios internacionales.
- En 2017 el déficit alcanzó US\$ 3,5 millones (var i. a. 22,5%), impulsado por el alza del precio de las importaciones.



Los menores precios internacionales aplacaron las importaciones desde 2015

Gráfico 29. Importaciones de hidrocarburos en millones de US\$ y como porcentaje de las importaciones totales

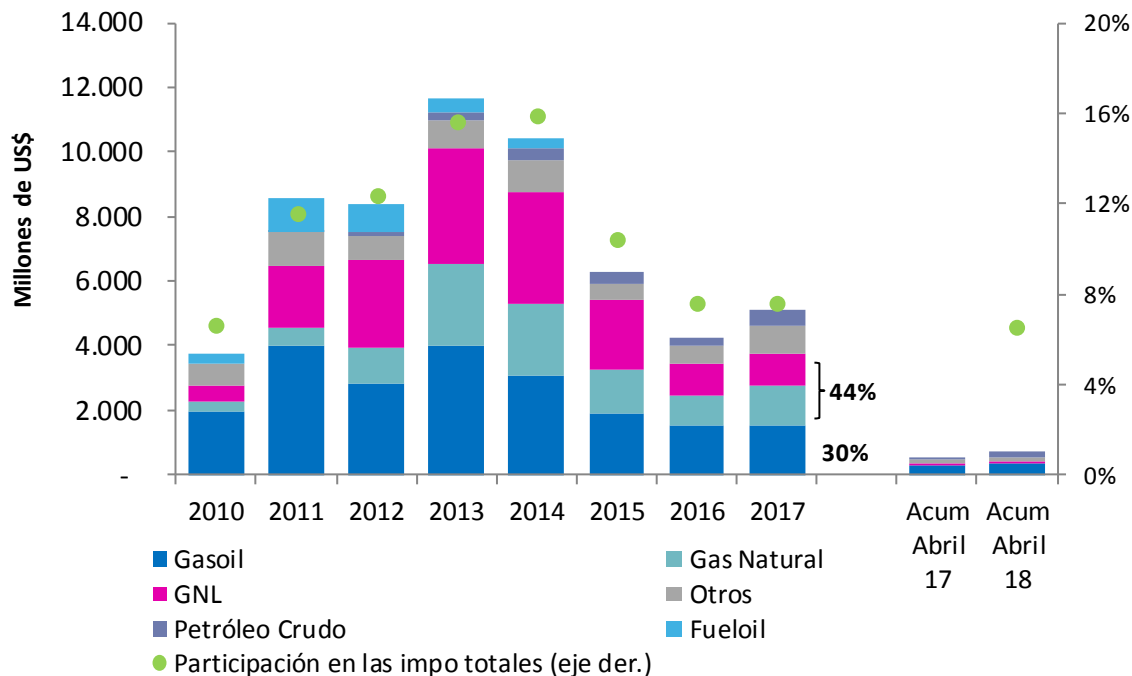
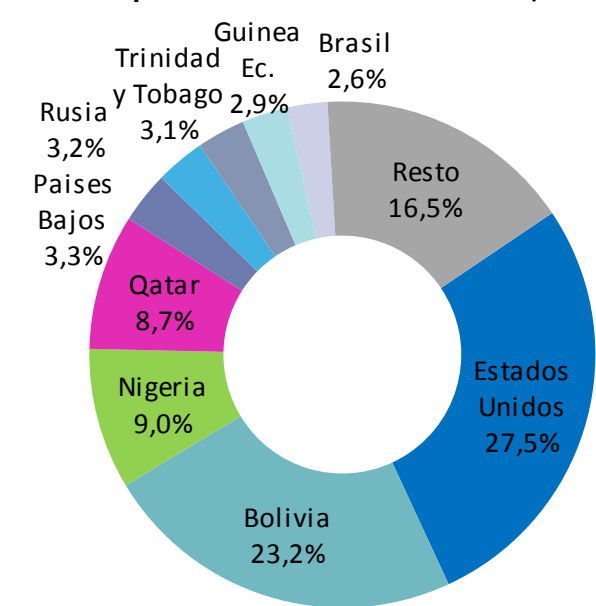


Gráfico 30. Países de origen de las importaciones de hidrocarburos, 2017



- Las importaciones poseen estructuralmente una participación destacada de gas (natural y GNL) y gasoil. En 2017 ambos acumularon el 74% del monto importado.
- Tras tres años de caída, en 2017 las importaciones crecieron 19,2% a raíz de los mayores precios internacionales.
- La mitad de las importaciones se concentran en Estados Unidos (principalmente gasoil) y Bolivia (gas natural).



La menor producción local incidió en los saldos exportables

Gráfico 31. Exportaciones de hidrocarburos en millones de US\$ y variación interanual

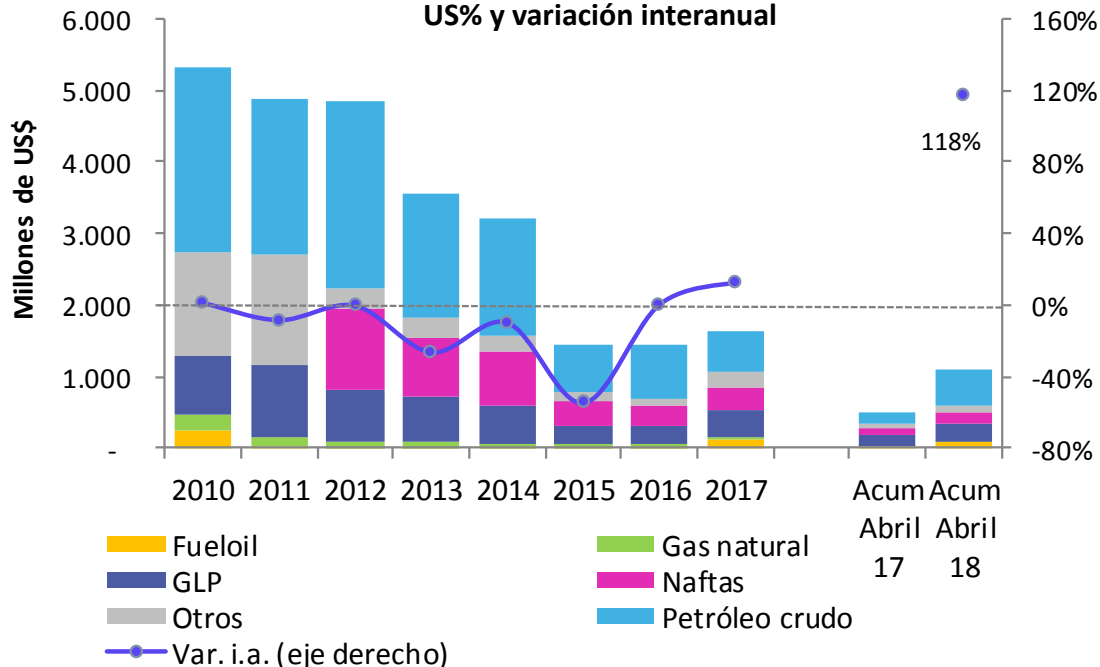
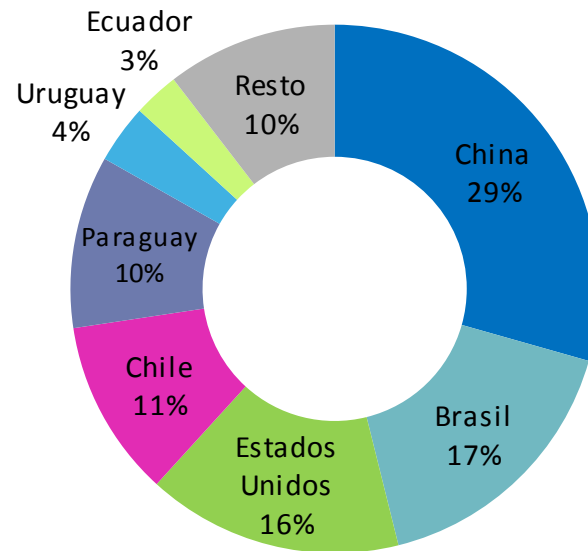


Gráfico 32. Países de origen de las exportaciones de hidrocarburos, 2017



- Las exportaciones de crudo mostraron una caída de 87% entre 2010 y 2017, principalmente por reducción de cantidades. No obstante, continúa siendo el principal producto exportado (en 2017 representó 35%).
- En 2017, tras cuatro años de caída, las exportaciones aumentaron 12,7%. Los principales productos que contribuyeron positivamente al crecimiento fueron Fueloil, GLP y en menor medida naftas.
- En 2017, las exportaciones de petróleo crudo tuvieron como principales destinos a China, Estados Unidos y Chile. Las ventas externas de GLP se concentraron en Brasil y Chile, mientras que las naftas se destinaron mayormente a Paraguay y Brasil.



Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina

- En enero de 2017 las empresas productoras de crudo acordaron junto con el Ministerio de Energía y Minería de la Nación un sendero de precios que permitiera converger desde el valor del “Barril Criollo” (vigente desde 2015, en un valor superior al internacional) hacia los precios internacionales. En septiembre de 2017 se cumplen las condiciones para su suspensión, durante 10 días de cotización consecutivos el Brent igualó o supero el valor determinado para la variedad Medanito, cayendo la validez del acuerdo a partir de octubre de 2017, y viéndose por lo tanto los precios liberados.

Gráfico 33. Precios de combustibles líquidos y tipo de cambio

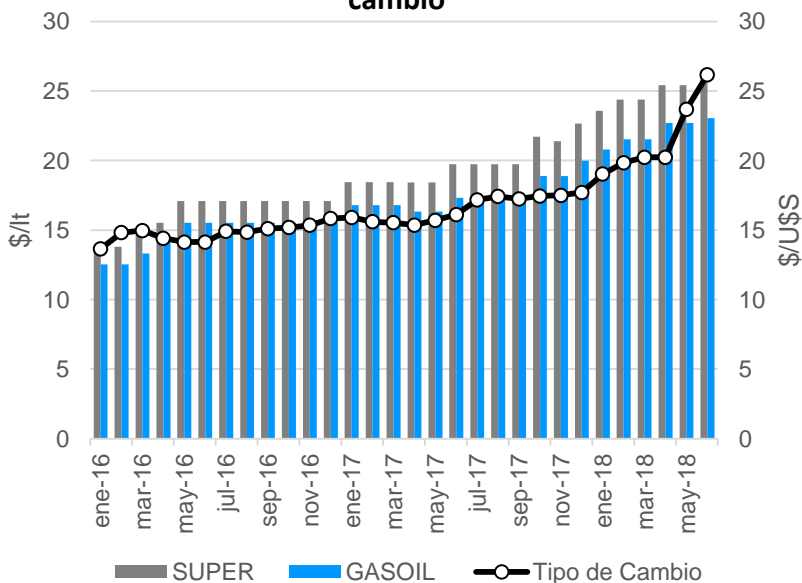


Gráfico 34. Precios de combustibles líquidos y petróleo

